

Stellungnahme der ARGE Netz GmbH & Co. KG zum Eckpunktepapier „Ausschreibungen über die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen“ (Juli 2015)

Per E-Mail an: Ausschreibung-eeg@bmwi.bund.de

Ausschreibungen für die Umsetzung der Energiewende

1. Übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns

(a) Räumt das Ausschreibungsdesign bei der Windenergie an Land grundsätzlich auch kleinen Akteuren hinreichende Wettbewerbschancen ein? Welche Maßnahmen innerhalb des Ausschreibungsdesigns könnten kleinen Akteuren einen einfachen Zugang zur Ausschreibung ermöglichen?

Grundsätzlich ist es notwendig, ein einfach zu handhabendes Ausschreibungsmodell zu gestalten und kleineren Akteuren umfassende Informationsmöglichkeiten anzubieten.

Das gesetzliche Ziel, die kleinen und mittelständischen Unternehmen sowie Bürgerbeteiligungsmodelle im Rahmen eines Ausschreibungsdesign besonders zu schützen, kann nur dann gelingen, wenn KMU und Bürgerbeteiligungsmodelle durch eine modifizierte De-Minimis-Regel vom Ausschreibungsverfahren ausgenommen werden. Aus Sicht der ARGE Netz geht es um den besonderen Schutz der KMU, der u.E. von der EU mit den vorgesehenen Ausnahmemöglichkeiten auch intendiert war. Hier können die KMU-Regeln der EU für Fördermaßnahmen analogisiert werden. Daher kann die europäische De-Minimis-Regel an die Definition der KMU oder die Verpflichtung zu einer direkten privaten Bürgerbeteiligung geknüpft werden. Dies wäre auch aus Gründen einer stärkeren der europäischen Koordination wünschenswert.

Innerhalb des Ausschreibungssystems sind u.E. folgende Punkte zum Schutz von KMU und Bürgerbeteiligungsmodellen relevant, die teilweise in den Eckpunkten bereits enthalten sind:

- Die Festlegung einer Jahreshöchstgrenze der Gebotsmenge „verbundener Unternehmen“ gem. Definition aus der Empfehlung der Kommission vom 6. Mai 2003 , (ABl. der EU L 124/36 vom 20.05.2003).
- Anwendung der Preisregel „Uniform Pricing“, um Preisschätzungsverhalten zu unterbinden und von der Ausschreibung ausgenommene Projekte über die allgemeine Preisregel einbinden zu können. Dies dient auch der Transparenz bei den Übertragungsnetzbetreibern.
- Eine höhere Ausschreibungsfrequenz (sechs- oder zwölfmal pro Jahr), um Unternehmen nach einer Nichtberücksichtigung schnell wieder eine Bewerbung zu ermöglichen und so Zwischenfinanzierungskosten zu minimieren.
- Ein hohes Auktionsvolumen, dass auch die Investitionen außerhalb des Netto-Ausbaukorridors umfasst (s. Marktanalysen des BMWi).

- Eine hohe materielle Präqualifikation, um Spekulationen mit nicht beplanten oder bisher nicht genehmigungsfähigen Flächen zu verhindern.
- Eine niedrige finanzielle Sicherheit mit Teilpönnen im Verzögerungsfall, um den finanziellen Aufwand übersichtlich zu gestalten.
- Die Nichtübertragbarkeit der Förderberechtigung, um Spekulationen zu vermeiden.

(b) Sind Projekte kleinerer Akteure unabhängig vom Zuschlagsrisiko der Ausschreibung grundsätzlich wettbewerbsfähig? Gleichen Kostenvorteile in der Projektierung Nachteile bei der Beschaffung von Anlagen aus?

Sofern die Verringerung des Zuschlagsrisikos für kleinere Akteure und Bürgerprojekte realisierbar ist, zeichnen sich folgende Kostenvor- und -nachteile ab:

Über die Wettbewerbsfähigkeit entscheiden insbesondere die Projektierungs- und Unterhaltungskosten, so z.B. die Pachtpreise, der Kaufpreis der Anlagen, die Finanzierungskosten und die Kosten der kaufmännischen und technischen Betriebsführung. In all diesen Punkten haben KMU und Bürgerbeteiligungsgesellschaften in der Regel Nachteile gegenüber Großkonzernen und insb. staatlichen/öffentlichen Unternehmen.

In besonderen Fällen entsteht ein „lokaler Vorteil“ dadurch, dass die Zusammenarbeit vor Ort geringere Kosten ermöglicht. In einem solchen Fall müssen aber alle Beteiligten auf Einnahmemöglichkeiten verzichten wollen, die sie bei der Wahl eines anderen, ggf. nicht-örtlichen Anbieters realisieren könnten. Unter den Bedingungen einer wettbewerblichen Preisbildung dürften solche „lokalen Modelle“ nur eine kurze Überlebenswahrscheinlichkeit haben, da aufgrund des zunehmenden Kostendrucks die Skaleneffekte und Potentiale zur Risikooptimierung von größeren Akteuren (große Projektpipeline, bessere Einkaufskonditionen, Standortportfolio etc.) die Möglichkeiten der „lokalen Kosteneinsparung“ übertreffen dürften. Die Tendenz lässt sich bereits heute beobachten. Insbesondere Pachtpreise dürften bei zunehmender Flächenknappheit nicht sinken. Das Gesagte betrifft auch die Frage nach dem Verhältnis von Kostenvorteilen bei der Projektierung und Kostennachteilen beim Einkauf.

Akteursvielfalt und insbesondere die Bürgerbeteiligung sind ein wichtiger Aspekt der Akzeptanz für dezentrale Energieerzeugung an Land. Dies muss auch in einem Ausschreibungsmodell beibehalten werden. Kleinere Projekte müssen daher wie unter (a) vorgeschlagen geschützt werden.

(c) Benötigen Bieter, die nur ein Projekt entwickeln, weitere Schutzmaßnahmen?

Ja, s. (b)

Falls ja,

- *Besteht ein Unterschied zwischen windschwächeren und windstärkeren Standorten?*

Es bestehen Unterschiede zwischen windschwächeren und -stärkeren Standorten, die im Wesentlichen von der Windhöflichkeit abhängen; daneben entscheiden die individuellen Projektspezifika und das Management der Kostenstruktur die Gesamtkosten, es kann nicht grundsätzlich festgestellt werden, dass windschwache Standorte kostspieliger zu projektieren sind als windstarke Standorte.

Das bisherige Referenzertragsmodell gleicht bestehende Standortunterschiede aus. Die tatsächliche Standortentwicklung belegt dies. Gleichzeitig wird gewährleistet, dass in allen Regionen zunächst die wirtschaftlichsten Standorte entwickelt werden.

Daher sollte der Anreiz, in der Reihenfolge zuerst die windstärkeren Standorte und erst später die windschwächeren Standorte zu entwickeln, auch in einem Ausschreibungsmodell erhalten bleiben. D.h. konkret, dass sowohl in Schleswig-Holstein als auch in Baden-Württemberg die Entwicklungsreihenfolge der Standorte von der Wirtschaftlichkeit bestimmt wird, schlechtere Standorte werden also erst dann entwickelt, wenn die besseren Standorte bereits entwickelt sind. Hieraus entsteht (unabhängig von der bisher gesetzlich festgelegten Vergütungshöhe) eine optimale volkswirtschaftliche Allokation und eine Optimierung der Kosten der Energiewende.

Wenn durch nivellierte Verdienstmöglichkeiten der Anreiz geschaffen wird, zunächst windschwache Standorte zu entwickeln, da die Erlöschancen sich von den windstarken Standorten nicht unterscheiden, werden die Kosten der Energiewende steigen statt sinken. Dies droht die Akzeptanz für die Energiewende zu verringern.

- *Wie groß ist die jährlich installierte Leistung, die im Schnitt auf diese Akteure entfällt?*

In der Vergangenheit haben kleinere Projekte einen wesentlichen Teil des Windenergieausbaus ausgemacht. Heute sind Planungsbehörden bestrebt, stärker räumlich zusammenhängende Flächen zu entwickeln. So liegt die Genehmigungsschwelle in Schleswig-Holstein etwa bei mindestens drei Anlagen pro Vorhaben. Damit verändert sich auch die Definition von kleinen Akteuren, da diese in mindestens 3 Anlagen investieren.

- *Könnten Förderprogramme die eventuellen Nachteile für solche Akteure mindern, beispielsweise durch Erleichterung der Finanzierung der Projektentwicklung oder eine Verringerung des finanziellen Ausfallrisikos?*

Ja, hier sollten die Möglichkeiten der KfW und in diesem Zusammenhang der regionalen Förderbanken stärker genutzt werden. Insbesondere die Verringerung des Zuschlagsrisikos sollte abgesichert werden können. Dies kann etwa über eine kostenpflichtige finanzielle Absicherung der Vorlaufkosten bis zur BImSchG-Genehmigung durch die Förderbanken geschehen.

- *Könnte mehr Rechtssicherheit im Planungs- und Genehmigungsprozess, z.B. durch Unterstützung der Planungsträger und der Genehmigungsbehörden durch Wissensvermittlung und Austausch zum Erhalt der Akteursvielfalt beitragen?*

Unbedingt, die Zusammenarbeit der regionalen Planungsbehörden sollte gestärkt werden. Insbesondere geht es aber auch um die personelle Stärkung der regionalen Planungs- und Genehmigungsbehörden. Diese sind personell und strukturell noch zu wenig auf die Energiewende ausgerichtet. Darüber hinaus muss die Transparenz der Behörden gestärkt werden, etwa über FAQ-Listen und eindeutige und nachvollziehbare Entscheidungswege.

- *Erhöht Transparenz, z.B. durch eine Darstellung der Planungsprozesse in den Ländern zur Abschätzung der Angebotssituation die Akteursvielfalt?*

Ja, s. vorherige Frage.

(d) Werden in anderen Bereichen Probleme im Hinblick auf Akteursvielfalt gesehen?

Nicht nur der Gesetz- und Verordnungsgeber und die bisher genannten Akteure tragen Verantwortung, sondern auch die Verbände und Vereinigungen. Insbesondere staatliche und kommunale Akteure tragen eine hohe Verantwortung, etwa indem sie Preise für Flächennutzung und Pachten festlegen. Hier sollte ein Ausgleich zwischen optimaler öffentlicher Einnahmemöglichkeit und Unterstützung kleinerer, lokaler Projekte gefunden werden.

(e) Welche begleitenden Instrumente sind sinnvoll, um die Akteursvielfalt zu erhalten und eine möglichst umfangreiche Flächenentwicklung dauerhaft anzustoßen?

Angesichts der ernüchternden Erfahrungen im Bereich der PV-Freiflächen-Ausschreibung (sehr wenige Akteure gewinnen sehr große Anteile der ausgeschriebenen Leistung) ist es notwendig, zeitnah und ehrlich und unter Einbeziehung der Zivilgesellschaft die Ausschreibungsergebnisse zu bewerten und die Bedingungen anzupassen.

Hier zeigt sich, dass auch bei anderen Technologien neben der PV die ersten Ausschreibungsrunden als „Testphase“ gesehen werden sollten mit der Chance, sehr schnell optimieren zu können. Daher befürwortet die ARGE Netz in den ersten zwei Ausschreibungsjahren halbjährliche Evaluationsschritte mit öffentlicher Konsultation und raschen Feinjustierungen, um am Ende der ersten zwei Jahre ein fundiertes Resümee über die durchgeführte Entwicklung zu ziehen und das Ausschreibungsdesign auf umfassender empirischer Basis zu vervollständigen.

(f) Soll die Freigrenze von 1 MW bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden auch auf den Bereich der Freiflächenanlagen übertragen werden? Wie wirkt eine solche Regelung auf die Akteursvielfalt?

Ja, die Freigrenze von 1 MW sollte einheitlich gelten. In der Folge halten wir zwei Entwicklungswege für wahrscheinlich: Erstens erhalten kleinere Akteure und Bürgerenergiegesellschaften weiterhin die Möglichkeit, sich an der Entwicklung der PV zu beteiligen; angesichts der enttäuschenden Beteiligung dieser Gruppen an der PV-Freiflächen-Ausschreibung bleiben hier zumindest Beteiligungspotentiale erhalten. Zweitens erwarten wir, dass sich Dienstleistungsangebote am Markt etablieren, die private, kleine und beteiligungsorientierte PV-Projekte in der Vermarktung optimieren.

2. Windenergie an Land

Ad 1.+2. Ausschreibungsgegenstand und -verfahren

Wie beurteilen Sie die Regelungen zum Höchstpreis und zur Ausschreibungshäufigkeit, auch vor dem Hintergrund der Flächenverfügbarkeit und Wettbewerbssituation? Wie sollte ein Höchstpreis bestimmt werden und mit welchem Ziel?

Ein Höchstpreis ist aus Sicht der ARGE Netz nicht notwendig, wenn das Ausschreibungsdesign zur Erreichung der Ziele aus § 1 Abs. 1 EEG geeignet ist.

In Anknüpfung an 2 (a) befürwortet ARGE Netz ein hohes Auktionsvolumen, das auch die Investitionen außerhalb des Netto-Ausbaukorridors umfasst (s. Marktanalysen des BMWi), sowie eine hohe Ausschreibungshäufigkeit von 6-12 Ausschreibungszeitpunkten pro Jahr. Dies ist angesichts des allein zur Erreichung der Ausbauziele hohen notwendigen Ausbauvolumens bei Windenergie an Land (4.000-5.000 MW p.a.) notwendig. Wir bezweifeln, dass ein höherer Ausschreibungszyklus die ausschreibende Behörde vor unzumutbare Aufgaben stellen würde, da die Ausschreibung dann ein kontinuierlicher, standardisierter Prozess ist. Einfache Ausschreibungsregeln vereinfachen sowohl die Teilnahme aller Interessierten an Ausschreibungen als auch die Bewältigung der Ausschreibung durch die Behörden.

Welche Aspekte des Ausschreibungsverfahrens (Preisregel, Ausschreibungsfrequenz) erhöhen Wettbewerbschancen für kleinere Akteure an schlechteren Windstandorten (< 85 Prozent Referenzstandortgüte)? Ist die vorgeschlagene Ausnahmeregelung für Anlagen < 1 MW sinnvoll?

Die vorgesehene Ausnahmeregel für Anlagen <1 MW halten wir nicht für sinnvoll. Damit würden die Bestrebungen regionaler Planungsbehörden, die Errichtung von Einzelanlagen zugunsten des Landschaftsbildes einzuschränken, konterkariert.

Die Wettbewerbschancen für kleinere Akteure an schlechteren Standorten werden vor allem und maßgeblich von den regionalplanerischen Vorgaben und den projektspezifischen Kosten geprägt. Nur wo die planungsrechtlichen Voraussetzungen für Windkraftanlagen geschaffen wurden, kann überhaupt gebaut werden. Da alle Standorte unabhängig von ihrer Standortgüte individuelle Kostenstrukturen haben, kann nicht generell gesagt werden, dass schlechtere Standorte grundsätzlich höhere Kosten haben als bessere Standorte, es kann auch umgekehrt sein.

So sind etwa die besseren sowie auch die schlechteren Standorte in Schleswig-Holstein überwiegend entwickelt und diese entweder bereits bebaut oder im Genehmigungsverfahren. Dies resultiert daraus, dass die Landesregierung Ende 2012 die genehmigungsfähigen Windeignungsflächen veröffentlicht hat.

Andere Bundesländer, wie Baden-Württemberg, Bayern, Thüringen, Nordrhein-Westfalen, Hessen, haben hier einen zeitlichen Nachholeffekt und haben vielfach erst in 2015 maßgebliche Flächenausweisungen durchgeführt.

Die zunächst in Schleswig-Holstein, aber auch in anderen Bundesländern gerichtlich bemängelte unzureichende Berücksichtigung klarer harter und weicher Tabukriterien sowie der Abwägungspraxis im Genehmigungsverfahren ändern an der vorher getroffenen Aussage nichts, da hiervon alle Länder betroffen sind.

Beginnend mit den guten Standorten wird das Repowering eine immer stärkere Rolle spielen. Dies erhöht die zu versteigernde Jahresleistung und führt somit nicht zu einer Verschlechterung der Chancen für „schlechtere“ Standorte.

Je höher die Ausschreibungsfrequenz ist, desto kleiner werden für einen Bürgerwindpark die Zwischenfinanzierungskosten bei einem negativen Ausschreibungsergebnis. Darum würde eine ein- bis zweimonatliche Ausschreibungsfrequenz den kleineren Akteuren entgegenkommen. Die Optimierung der Preisregel (pay as bid oder uniform pricing oder descending clock) für kleine Akteure kann nur durch Erprobung und Evaluation festgestellt werden. Im Bereich PV-Freiflächen sind die Erfahrungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt u.E. noch nicht aussagefähig.

Ad 3. Teilnahmevoraussetzungen

(1) Halten Sie es für erforderlich, bei Hinterlegung einer deutlich höheren Sicherheit (100 Euro/kW) auf die materielle Qualifikationsanforderung zu verzichten? Welche Auswirkungen hätte dies auf die Akteursstruktur?

Bei Hinterlegung einer hohen Kautions ohne materielle Präqualifikation steigt das Risiko des Scheiterns. Damit könnten zwei Effekte verbunden sein. Erstens könnte das Ausbauziel nicht erreicht werden, damit würde das Ziel der Ausschreibung gefährdet. Zweitens könnte der Druck durch die betroffenen Akteure auf den Gesetzgeber wachsen, die Fristen für die Projektrealisierung zu verlängern. Beides ist aus Sicht der ARGE Netz, zumindest zum Start der Ausschreibungen, nicht wünschenswert. Insgesamt schätzen wir ein, dass eine finanzielle Präqualifikation die Chancen größerer Akteure weiter verbessert und eher zu Wettbewerbsverzerrungen führt, als die Akteursvielfalt zu stärken. Entwickler, die mehrere Flächenoptionen besitzen und so variabler auf Planungshemmnisse reagieren können, und die dafür notwendigen finanziellen Kapazitäten haben, wären gegenüber kleineren Akteuren und Bürgergesellschaften im Vorteil. Dies könnte auch die sinnvollen Bemühungen, die Akteursvielfalt durch geeignete Maßnahmen (s. oben 1.+2.) zu schützen, konterkarieren.

(2) Kann es sinnvoll sein, die finanzielle Strafe bei Nichterfüllung insbesondere für kleine Akteure durch eine andere Strafe (Ausschluss von weiteren Ausschreibungen) zu ersetzen? Welche Auswirkungen hätte dies auf andere Risiken?

Diese Frage kann nur generell beantwortet werden. Der Ausschluss von Ausschreibungen ist eine ultima ratio Maßnahme. Daher sollte diese Maßnahme, um ernsthafte Bieter zu schützen, nicht ausgeschlossen werden, aber auch nicht im Vordergrund stehen.

(3) Welche weiteren Modelle sind geeignet, um eine Balance zwischen hoher Realisierungsrate und einer Minimierung der Bieterisiken zu schaffen? Welche Auswirkungen hat das vorgeschlagene Modell auf die Kosten von neuen Projekten? Können kleine Akteure bei Vorlage einer Genehmigung nach dem Bundesemissionsschutzgesetz eine konditionierte Avalbürgschaft zur Teilnahme an der

Ausschreibung erlangen? Welche zusätzlichen Kosten könnten dadurch anfallen? In welchem Verhältnis stehen sie zu den Investitionskosten? Können kleine Akteure auch ohne die Vorlage einer Genehmigung eine solche Avalbürgschaft bekommen? Sind die Realisierungsfristen sinnvoll gewählt?

Das gewählte Modell bildet eine Balance zwischen hoher Realisierungsrate und Minimierung der Bieterkosten ab. Deshalb sollte auch die Erlangung von Avalbürgschaften bei wirtschaftlichen Projekten kein Problem darstellen. Zu berücksichtigen sind die unter 1. dargestellten Möglichkeiten der Unterstützung kleinerer Akteure. Diese Aussagen stehen unter dem Vorbehalt, dass keinerlei Erfahrungen vorliegen. Daher sollte in kurzen Abständen evaluiert und ggf. kurzfristig nachgesteuert werden.

Ad 5. Neue Rolle des Referenzertragsmodells

(1) Wie kann das Referenzertragsmodell in der vorgeschlagenen Änderung in Ausschreibungsverfahren zu einer mittel- bis langfristigen ausgewogenen regionalen Verteilung beitragen?

Da das Modell recht rudimentär beschrieben ist, ist eine Auseinandersetzung erschwert. Nach eigenen Berechnungen und dem Vergleich mit dem geltenden EEG-Vergütungsmodell führt das Modell faktisch dazu, dass an den Standorten mit den höchsten Ausbautzahlen eine starke Absenkung der Einnahmemöglichkeiten bewirkt wird. Ausgenommen sind hierbei allerdings die Standorte kleiner gleich 70 %, die gleichzeitig die höchsten relativen volkswirtschaftlichen Kosten verursachen. Das ist sachlich für uns nicht gut nachvollziehbar, da hierdurch die Gefahr einer Überförderung von Standorten mit unter 70% Referenzertragswert besteht. Gleichzeitig würden mittlere und gute Standorte in ihrer Wirtschaftlichkeit stark eingeschränkt. Eine ausgewogene regionale Verteilung steht demnach in Frage, weil schwache Standorte einen Vorteil hätten. Insofern halten wir das Modell nicht für geeignet.

Aus Sicht der ARGE Netz muss der Gesetzgeber einen Mechanismus entwickeln, der in allen Regionen immer den Anreiz bietet, zuerst die besseren und kostengünstigeren und erst zeitlich später die schlechteren und teureren Standorte zu entwickeln. Dieser Mechanismus würde in nördlichen und südlichen Regionen in gleicher Weise wirken können, der er sich auf die Standortgüte und nicht den geografischen Breitengrad bezieht. Nur so können volks- und betriebswirtschaftliche Zielsetzungen gleichermaßen erreicht werden. Dieser Mechanismus kann auf Basis des jetzigen Referenzertragsmodells oder mit anderen Modellen erreicht werden.

(2) Welche Nachteile bestehen in der Ausgestaltung des Modells sowie der Parametrisierung? Wie könnten Defizite im Modell behoben werden, um eine Verdrängung windschwächerer Standorte zu vermeiden?

Das Modell bevorzugt windschwächere gegenüber windstärkeren Standorten. Das beinhaltet die Gefahr der Fehlallokation. Zudem dämpft die tatsächliche, empirisch nachweisbare Verteilung der

Entwicklung von Standorten den Wettbewerb von guten und schlechten Standorten und damit Bietschwächen schlechterer Standorte, da der Preiswettbewerb im Rahmen einer Ausschreibung, zumindest in den nächsten Jahren, vor allem innerhalb der Gruppe der schwächeren Standorte stattfindet. Wie die Ausbauzahlen zeigen (BMW-Marktanalyse, Anlagenregister), hat das gegenwärtige Referenzertragsmodell einen Ausbau an schlechteren und mittleren Standorten (70-90 %) ermöglicht. Hier wäre es möglich, die tatsächlichen Bietschwächen wissenschaftlich zu berechnen (Teilnahmeschwächen für schwächere Standorte unter Berücksichtigung aller Kosten; für die Kostenermittlung bietet sich die kontinuierlich geführte Kostenstudie des BWE an) und dann ggf. Aufschlagsfaktoren zu definieren.

Aufgrund des in den kommenden Jahren immer stärker wirkenden Repowerings muss das Modell darauf hinwirken, dass Repoweringstandorte keine Wettbewerbsnachteile gegenüber windschwächeren Standorten erleiden, da sonst die Umsetzung des vorgesehenen Ausbaupfades gefährdet ist.

Aus Sicht der ARGE Netz beinhaltet die Verkürzung der Anfangsvergütung für gute Standorte auf unter 5 Jahre die Gefahr, dass Gebote faktisch nicht mehr berechnet werden können. Zudem ist im Eckpunktepapier keine Aussage zur Höhe der Grundvergütung getroffen worden, so dass eine Bewertung zusätzlich erschwert wird.

Aus unserer Sicht sollte das gegenwärtige Referenzertragsmodell nur wenig verändert werden, also etwa die Anfangsvergütung bei allen Standortgütern bei 5 Jahren belassen bleiben. Da das Ministerium mit der Ausschreibung der Roadmap Windatlas geneigt sein könnte, das Referenzertragsmodell auf einen Windatlas umzustellen, sollten zum gegenwärtigen Zeitpunkt möglichst wenig Änderungen am gegenwärtigen Referenzertragsmodell stattfinden, um nicht Investoren innerhalb kurzer Zeit zwei grundlegende Änderungen ihrer Kalkulationsgrundlagen aufzuerlegen und damit die Investitionsbereitschaft zu hemmen und durch zusätzliche Risikopositionen die Gebote in die Höhe zu treiben.

(3) Bedarf es neben dem Referenzertragsmodell weiterer Regelungen zur regionalen Steuerung (z. B. Quotierung für einzelne Bundesländer)? Welche Auswirkungen hätten solche Vorschläge auf die Ausschreibung?

Eine regionale Quotierung würde möglicherweise politisch befriedend wirken und könnte sicher so gestaltet werden, dass Über- und Unterschüsse verteilt werden. Da aber die Verteilung besserer und schlechterer Standorte nicht nach Bundesländergrenzen abgegrenzt werden kann, ist das Modell wahrscheinlich ineffizient.

(4) Bedarf es einer Anpassung der Definition des Referenzstandortes? Wie könnte eine Anpassung aussehen und welche Konsequenzen würden sich daraus in der Praxis ergeben?

Nein, einer weiteren Anpassung bedarf es nicht.

Sollte die Bundesregierung eine angepasste Definition des Referenzstandortes erwägen, so sollte handlungsleitende Maxime sein, dass im Ergebnis immer und in allen Regionen zuerst die besseren

Standorte entwickelt werden können und die schlechteren Standorte erst dann folgen, wenn die besseren Standorte „belegt“ sind.

(5) Sind bei einer Anpassung des Referenzertragsmodells in der vorgeschlagenen Weise Auswirkungen auf die Akteursstruktur zu erwarten?

Angesichts der rudimentären Beschreibung des Modells und auf Basis von Berechnungen ist zu erwarten, dass gegenwärtige Bürgerbeteiligungsmodelle in Form direkter Unternehmensbeteiligung in einer GmbH & Co. Kg oder einer Genossenschaft weniger wahrscheinlich werden, da neben dem Bieterisiko ein stark gestiegenes Erlösrisko hinzukommt.